

## IDENTIFICAÇÃO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES UTILIZANDO SENSORES DE GÁS

LUCAS T. S. SILVA, CARLOS A. V. CARDOSO

*Laboratório de Automação, Departamento de Engenharia Elétrica- DEL, Universidade Federal de Sergipe  
Cidade Universitária Prof. José Aloísio de Campos; Av. Marechal Rondon, s/n Jardim Rosa Elze –  
CEP 49100-000 - São Cristóvão/SE*

*E-mails: lucastss@infonet.com.br, cvcardoso@uufs.br*

**Abstract—** The maintenance in power transformers insulating mineral oil uses the chromatography analysis a noninvasive method, has been practiced for decades, to monitor the degradation of the insulation and the occurrence of faults through the dissolved gases. Its interpretation is based on concentration limits for gases, on the experimental methods established by norms and, especially, on the experience and sensitivity of a laboratory analyst, which makes the method more favourable to mistake. The objective of this study is to assess the feasibility to apply an array of tin dioxide sensors in the analysis of gases dissolved in insulating oil, in order to identify faults in power transformers. These sensors are characterized by their low cost, and then the development of transformers monitoring systems becomes interesting with this technology. For this purpose, was analyzed, by Principal Components Analysis, the behaviour of the sensors, when subjected to oil samples with faults which are commonly identified by gas chromatography.

**Keywords:** Degradation of Oil, Dissolved Gas Analysis, Faults in Transformers, Principal Component Analysis, Tin Dioxide Sensors.

**Resumo —** A manutenção em transformadores de potência em óleo mineral isolante utiliza a cromatografia gasosa, um método não invasivo, praticado há décadas, para monitorar a degradação da isolação e o surgimento de falhas através dos gases dissolvidos. Sua interpretação é baseada nos limites de concentração dos gases, nos métodos experimentais estabelecidos por normas e, principalmente, na experiência e sensibilidade de um analista laboratorial, o que torna o método mais propício à ocorrência de erros. O objetivo deste trabalho é verificar a viabilidade de aplicar uma matriz de sensores de dióxido de estanho na análise de gases dissolvidos em óleo mineral isolante, com intuito de identificar falhas em transformadores de potência. Sendo estes sensores caracterizados por seu baixo custo, torna-se interessante o desenvolvimento de sistemas de monitoramento de transformadores com esta tecnologia. Para tal objetivo, foi analisado, através da Análise de Componentes Principais, o comportamento dos sensores, quando submetidos a amostras de óleo com falhas que são normalmente identificadas pela cromatografia gasosa.

**Palavras-chave:** Análise de Componentes Principais, Análise dos Gases Dissolvidos, Degradação do Óleo, Falhas em Transformadores, Sensores de Dióxido de Estanho.

### 1 Introdução

A evolução tecnológica das últimas décadas tem possibilitado transformar energia elétrica em conforto, proporcionando também, às empresas, rentabilidade, competitividade e desenvolvimento com sustentabilidade. Este avanço em tecnologia, principalmente o surgimento da automação industrial, trouxe grandes melhorias no gerenciamento de manutenção de equipamentos essenciais para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Apesar do grande desenvolvimento tecnológico, alguns procedimentos são praticados há décadas com pequenas modificações, como é o caso da análise de gases dissolvidos (DGA), e mesmo assim são considerados importantes para a confiabilidade e manutenibilidade do sistema elétrico.

A análise de gases dissolvidos é um método comumente usado na monitoração periódica de transformadores, cujo resultado contribui para detectar falhas que estão no início (falhas incipientes) e acompanhar o envelhecimento da isolação de forma não invasiva (Milasch, 1984). A fase experimental da análise pode ser dividida em três etapas: amostragem do óleo, extração dos gases e análise cromatográfica.

Embora a DGA seja um método consagrado e fundamental para manutenção em equipamentos a óleo, alguns estudos mostram que existem vários fatores que influenciam na confiabilidade e precisão de seus dados, comprometendo a interpretação e o diagnóstico de falhas. Alguns destes fatores são: a distância e o transporte do local da amostra até o laboratório; as condições ambientais no momento da amostragem; a fuga do gás e a contaminação no instante da extração dos gases; e a aferição e configuração do cromatógrafo no laboratório.

Segundo Nunes (2009), apesar de existir valores de concentração e métodos padronizados para diagnosticar os tipos de falhas, ainda é necessário considerar outros parâmetros como: tipo de equipamento, fabricante, tensão, idade, tamanho, condições operacionais, tipo de óleo. Por conta destas variáveis, o diagnóstico torna-se empírico, dependendo da experiência e sensibilidade do profissional laboratorial. Por conta disto, Milasch (1984) considerou a interpretação dos resultados da análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante como uma arte.

Vários estudos têm sido realizados a fim tornar mais eficiente a manutenção baseada nos gases dissolvidos em óleo isolante. Através destes, foi possíveis desenvolver equipamentos como cromatógrafos mais precisos, menores e mais

rápidos; e equipamentos de monitoração contínua e on-line como o Hydran e o TrueGas. Algumas pesquisas também tiveram o objetivo de acelerar e tornar mais confiável o diagnóstico de falha, como a utilização de redes neurais para interpretar os dados da cromatografia (Arantes, 2005; Guardado, 2001), além de obter mais eficiência na utilização dos equipamentos, como o uso de um único Hydran201-Ti na monitoração de múltiplos transformadores (Benedet, 2008).

Pesquisas recentes mostraram que protótipos utilizando os sensores de gases do tipo dióxido de estanho possuem capacidade de identificar os gases combustíveis presentes em transformadores a óleo (Zilka, 1999; Nogami, 1994). Nogami (1994) sugere também que existe proporcionalidade entre a resposta dos sensores e a concentração do gás em certas condições.

Zilka (2005), utilizando sensores de gás tipo eletrolíticos, apresenta o mapeamento de três falhas através de um protótipo composto por sensores de gás eletrolítico.

Com a finalidade de realizar esta pesquisa, um protótipo composto por sensores de gases de dióxido de estanho, capaz de detectar misturas de compostos voláteis, foi desenvolvido e adaptado.

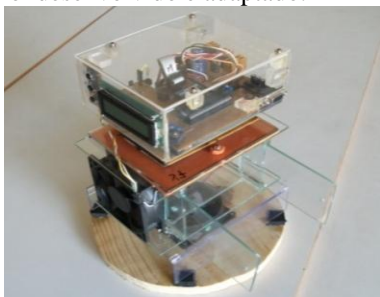


Figura 1 - Protótipo adaptado para análise do óleo mineral isolante.

O objetivo principal deste artigo é apresentar os resultados primários do uso de sensores de dióxido de estanho na identificação de falhas em transformadores diretamente de amostras de óleo isolante contendo gases dissolvidos característicos das falhas típicas. Este artigo também propõe uma metodologia para criação das falhas: sobreaquecimento do óleo, sobreaquecimento da celulose, descargas parciais e arco elétrico.

## 2 Degradação do óleo e estratégia de identificação das amostras

Segundo Milasch (1984) e Pena (2003), o envelhecimento da isolamento do transformador pode ser acelerado por agentes como: o oxigênio, a umidade e o aumento de temperatura. Pena (2003), fala que a hidrólise, a oxidação e a pirólise são os três mecanismos de degradação do óleo e da isolamento celulósica dos transformadores.

A degradação hidrolítica é o mecanismo de quebra da molécula de água dominante em temperaturas, do óleo, superiores a 110°C (Pena,

2003) e que gera compostos ácidos e gases. Reações que ocorrem na presença de oxigênio atacam fortemente o óleo formando ácidos que reagem com a isolamento celulósica, e, em um estágio mais avançado de degradação, provocam a formação da borra que dificulta a circulação de óleo e assim prejudica o resfriamento do transformador. A pirólise é uma reação que acelera a decomposição (ruptura da estrutura molecular) do óleo e do papel que ocorre pela ação de altas temperaturas, geralmente provenientes de descargas elétricas, em um ambiente com pouco ou nenhum oxigênio.

Os principais gases gerados durante o processo de decomposição da isolamento do transformador são: hidrogênio ( $H_2$ ), metano ( $CH_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), acetileno ( $C_2H_2$ ), etileno ( $C_2H_4$ ), monóxido de carbono ( $CO$ ) e o dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

A estratégia de identificação das falhas baseia-se no método do Gás Chave, utilizado em normas de interpretação da cromatografia como IEEE e ABNT. Nesta, cada falha pode ser identificada através de um ou mais gases característicos.

Na norma “IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers” a falha de sobreaquecimento do óleo pode ser identificada pela considerável concentração de etileno, metano, hidrogênio e etano, com traços de acetileno em situações severas. Já para o caso de sobreaquecimento da celulose, as concentrações de monóxido de carbono e de dióxido de carbono são muito superiores aos demais gases.

As falhas do tipo arco elétrico são facilmente identificadas pela presença de acetileno, mesmo em baixas concentrações. Esta falha ainda produz gases como hidrogênio, metano, etano e etileno. Pode gerar também gases como monóxido e dióxido de carbono quando envolve a isolamento celulósica.

As descargas parciais são falhas de baixa intensidade de energia e tem como indicador de falha a produção de hidrogênio e metano em quantidade considerável.

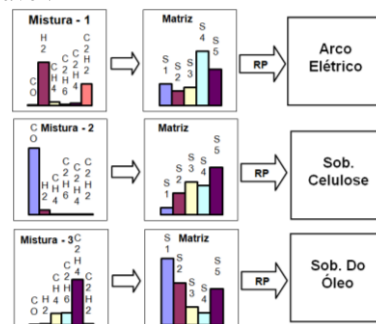


Figura 2 - Estratégia de identificação das falhas

A Figura 2 - Estratégia de identificação das falhas exemplifica como se pretende utilizar a matriz de sensores associada a uma técnica de reconhecimento de padrão (RP) para identificar as falhas acima citadas. Uma vez que cada falha apresenta um padrão diferente de composição de gases, acredita-se que será possível identificá-la pelo conjunto de respostas singulares de cada sensor. O padrão de respostas obtido de uma determinada

amostra poderá ser comparado com os padrões contidos em um banco de dados através de um algoritmo de reconhecimento de padrão. Este banco de dados será de uso exclusivo do protótipo, por conta do tipo dos sensores utilizados, da polarização destes e da forma com as amostragens são feitas.

Para que fosse possível realizar a pesquisa e por conta da não disponibilidade das amostras de óleo com falhas, estas foram criadas em laboratório.

### 3 Protótipo e Sensores

O protótipo utilizado neste trabalho, conhecido também como nariz eletrônico, foi desenvolvido para monitoração de compostos voláteis e aplicado satisfatoriamente para identificação de bebidas, como vinhos e cachaça. Este aparato possui cinco sensores de gases do tipo dióxido de estanho (TGS813, TGS2600, TGS2602, TGS2611 e TGS2620), um sensor de umidade e um de temperatura.

Estes sensores conseguem responder a vários tipos de gases e em faixas diferentes de concentração. O princípio de funcionamento destes se baseia na mudança de condutividade. Cada sensor apresenta características individuais para a mesma mistura de voláteis. Nogami (1994) observou que a saída do sensor de gás do tipo dióxido de estanho depende da concentração do gás individualmente, e desta forma, para o mesmo sensor, obtém-se diferentes respostas para cada gás, sendo mais sensível para uns do que para outros. Nogami verificou que a resposta para uma mistura de gases pode ser vista como a composição das respostas para os gases individualmente, porém com o predomínio do gás que o sensor apresenta maior sensibilidade.



Figura 3 - Imagem da unidade de sensoriamento do protótipo.

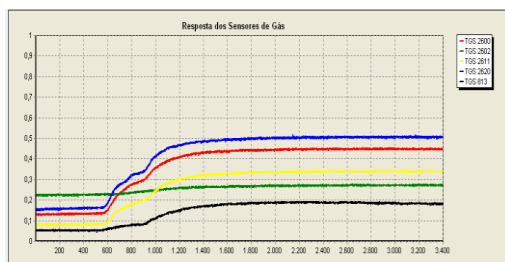


Figura 4 - Resposta dos sensores para amostra de óleo superaquecido ( $n \times 10^{-1}$ ).

Neste artigo, foi utilizada apenas a função de sensoriamento do nariz eletrônico. As respostas dos sensores foram salvas em um computador, no qual

foi utilizado o software MatLab para reconhecimento e visualização dos grupos das respostas de cada falha através da técnica conhecida como PCA (análise das componentes principais).

Para analisar as amostras de óleo, uma pequena câmara de gás foi projetada tendo como missão concentrar a mistura de gases extraídos do óleo próxima dos sensores. Além desta adaptação, foi adicionado um misturador magnético abaixo da câmara com objetivo de acelerar o processo de extração dos gases dissolvidos no óleo. Este dispositivo também é utilizado com o mesmo objetivo para extração de gases na análise DGA.

### 4 Criação das amostras de falhas

Com base no conhecimento teórico sobre o desenvolvimento das falhas (Milasch, 1984; Pena, 2003) e em trabalhos apresentados sobre estas (Cuenca, 2005; Zilka, 2005), foi criado um conjunto de amostras de óleo com falhas, dentro de recipientes vedados, de 1,3 litros.

Para criar a amostra de falha de Sobreaquecimento do Óleo (S. Óleo), foi utilizado um aquecedor (127V/1000W). Procurou-se atingir o pico de temperatura acima de 200°C, progressivamente. Dentro deste recipiente foi colocado um litro de óleo, o aquecedor e um cabo de cobre envolvido com papel Kraft no fundo do recipiente, sem contato com o aquecedor.

A falha de Sobreaquecimento da Celulose (S. Celulose) foi criada utilizando um aquecedor (127V/1000W) envolvido com papel Kraft (Assunção, 2007). O pico temperatura pretendida do topo do óleo esteve por volta dos 90°C.

A temperatura foi monitorada utilizando um termopar conectado a um multímetro. O ponto de medição foi na parede externa do recipiente ao nível do óleo. A diferença de temperatura entre o óleo e a parede do recipiente, encontrada experimentalmente, é por volta de 15°C.



Figura 5 - Recipientes utilizados para superaquecimento do óleo e da celulose (a direita). Monitoração da temperatura do óleo superaquecido (a esquerda).

O desenvolvimento da falha por Descargas Parciais (D. Parciais) foi baseado na dissertação de Cuenca (2005), e nos artigos de Zilka (2005) e Duval (2002). Zilka(2005) informa que o processo de geração de descargas parciais é longo e a produção do gás hidrogênio é muito baixa. Duval (2002) reforça esta informação dizendo que apenas



atividades mais severas de descargas parciais são detectadas pela DGA. Para criar a falha de descargas parciais, dois eletrodos, sendo um dos dois uma agulha, foram colocados a uma distância de aproximadamente 1mm e energizados com tensão igual a 3,4 KV durante 2 hora.

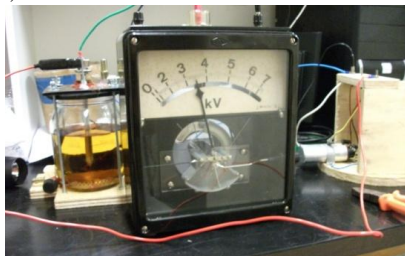


Figura 6 – Monitoramento da tensão entre os eletrodos durante o procedimento de criação da falha de descargas parciais.

A geração da falha por Arco Elétrico (A. Elétrico) utilizou uma estrutura similar à descargas parciais, e a distância entre os eletrodos foi reduzida até o surgimento do arco elétrico de forma não instantânea, rompendo a isolamento líquida (óleo) e sólida (papel). Os eletrodos foram energizados com 3,4KV por um minuto e, durante este tempo, a quantidade e arcos elétricos foi registrada. Cada procedimento limitou aquela quantidade em 10 arcos.

## 5 Processamento dos dados

O protótipo coletou os dados com uma taxa de amostragem de 4 amostras por segundo, registrando o estado inicial, o transiente da injeção do óleo e o momento de estabilização dos sensores, totalizando ao final de cada coleta aproximadamente 3400 dados para cada sensor.

A análise destes dados foi feita em quatro etapas: seleção dos dados; pré-processamento, processamento e impressão. A análise considerou o estado estacionário dos sensores, e desta forma, na etapa de seleção dos dados, foram selecionados os 500 primeiros dados antes do início da injeção e os 500 últimos dados colhidos pelo protótipo.

Para etapa de pré-processamento dos dados, levou-se em consideração dois modelos: o modelo diferencial fracionário (VDF) e o modelo diferencial (VD). Segundo Gardner (1994), evidências indicam que o método diferencial fracionário ajuda na compensação da sensibilidade à temperatura dos sensores e lineariza o mecanismo que gera dependência da concentração em sensores de óxido metálico. O sinal do modelo diferencial fracionário (VDF), é dado por:

$$x = \frac{V^{\max} - V^{\min}}{V^{\min}} \quad (1)$$

O valor diferencial (VD) é dado por:

$$x = V^{\max} - V^{\min} \quad (2)$$

O vetor  $x$  na equação dos modelos acima é chamado de “vetor de característica”. O valor mínimo também é chamado de “Baseline”. Para que

fosse possível verificar de forma gráfica o agrupamento das características foi preciso reduzir a dimensão das mesmas utilizando a técnica de Análise das Componentes Principais (PCA), conhecida também como transformação de Karhunen-Loève. Ao utilizar a análise PCA, o conjunto original sofre uma transformação de tal forma que o novo conjunto com número reduzido de componentes (novas características) retém a maior parte da informação intrínseca dos dados originais.

Para utilizarmos a técnica PCA, inicialmente os dados são centralizados na origem, subtraindo-os pela média. Isto fará com que o novo eixo seja posicionado no ponto médio. Após os dados serem centralizados, a matriz covariância é encontrada e são calculados os autovalores e autovetores da mesma. O autovalor está diretamente ligado a maior variância dos dados, assim como o autovetor indica a direção de variabilidade dos dados. Desta forma, a primeira componente principal, que será o novo eixo principal, estará na direção do autovetor correspondente ao maior autovalor; e a segunda componente, correspondente ao segundo eixo, é ortogonal ao eixo principal e tem a mesma direção do autovetor correspondente ao segundo maior autovalor. Seguindo a lógica, os dados serão reescritos em um novo conjunto de eixos ortogonais, o qual apresenta seus eixos de acordo com a variabilidade dos dados. Isto é a transformação, a qual também pode ser entendida como transformação de rotação de eixos.

Para visualização dos dados em três ou duas dimensões, faz-se a projeção dos dados centralizados em apenas três ou dois eixos principais do novo sistema de coordenadas.

A análise PCA foi utilizada porque permite explorar a natureza do problema de classificação em aplicações com sensores de gás. Além disto, a análise PCA tem sido utilizada em diversas pesquisas de identificação de odores, embora o comportamento dos sensores de gás não seja linear. Desta forma, espera-se que, ao aplicá-la, haja a formação de agrupamentos separados ou sobrepostos que possibilitem identificar cada amostra (A. Padrão, A. Elétrico, D. Parciais, S. Celulose e S. Óleo). Com isto, o protótipo poderá ser avaliado quanto a sua capacidade de discriminação das falhas.

Os resultados serão avaliados utilizando a matriz característica do modelo, que melhor representa as amostras visualmente, e pela métrica de Mahalanobis. Esta métrica pondera, através da inversa da matriz covariância ( $S$ ), a variabilidade de cada uma das componentes levando em conta também o grau de correlação entre elas. A distância de Mahalanobis é dada pela fórmula (3):

$$d_M = \sqrt{(X - \bar{X})^T S^{-1} (X - \bar{X})} \quad (3)$$

A distância de Mahalanobis informa o grau de similaridade entre os dados apresentados pelo modelo e, desta forma, é possível identificar a que grupo cada amostra pertencerá.

Para calcular a distancia de Mahalanobis os vetores médios de cada grupo de amostras foram introduzidos como centroides e a matriz covariância da matriz característica foi calculada.

## 6 Resultados e Discussão

### 6.1 Análise e Diagnóstico das Amostras

Os primeiros resultados obtidos neste estudo estão relacionados à cromatografia gasosa das amostras de falhas criadas. Para isto, cinco seringas foram enviadas para o laboratório da empresa local de distribuição de energia (Energisa), contendo amostras de cada falha criada pelos procedimentos descritos acima.

O laudo técnico fornecido pelo laboratório informou que: as amostras de sobreaquecimento do óleo e da celulose são compatíveis; a amostra de arco elétrico é compatível, mas, em uma situação real, o transformador estaria em condição crítica; e a amostra de descargas parciais não é compatível, classificando o transformador em unidade normal com pequena suspeita de arco-elétrico.

Durante o procedimento de criação de amostras de descargas parciais, notou-se a presença de micropartículas em movimento e o depósito de outras abaixo da ponta da agulha. Estas micropartículas provavelmente são provenientes da isolação celulósica e produto da oxidação da agulha. Observou-se também que essas aceleravam ao entrar em contato com a ponta do eletrodo e iam de encontro com o eletrodo plano. Este é o processo de ionização informado por Cuenca (2005) para surgimento da descarga parcial. Mesmo assim, a amostra foi considerada incompatível pela cromatografia. A explicação para não haver grande concentração do gás hidrogênio, talvez seja por conta da duração do procedimento e da diferença de potencial entre eletrodos. Apesar disso, o procedimento de criação de descargas parciais foi repetido por 9 dias seguidos, totalizando 18 horas de teste.

Os demais procedimentos foram repetidos apenas seis vezes.

### 6.2 Análise PCA das Amostras

As coletas realizadas foram divididas em dois grupos:

Tabela 1 - Grupos de coletas analisadas

Grupos	Coletas	Sensores de Gases
1	C1, C2, C3, C4, C5 e C6	TGS2600 TGS2602 TGS2620 TGS813
2	C3 =Amostra 1 C4 = Amostra 2 C5 = Amostra 3 C6 =Amostra 4	TGS2600 TGS2602 TGS2611 TGS2620 TGS813

Cada coleta possui 5 amostras (A. Padrão, A. Elétrico, D. Parciais, S. Celulose e S. Óleo). Apenas

a coleta C1 corresponde ao grupo de amostras de óleo no estado inicial antes do procedimento de criação de falhas.

O grupo 1 foi utilizado com o objetivo de fazer um comparativo entre os modelos VDF e VD visando encontrar a característica de análise bem como identificar se há formação de grupos com as amostras.

O grupo 2 foi utilizado para observar a progressão das falhas ao longo do tempo. Neste experimento amostras de óleo foram submetidas a falhas em dias alternados, sendo a coleta dos dados realizada no dia de descanso.

A Figura 7 e a Figura 8 permitem identificar a formação de grupos e avaliar os modelos (VD e VDF) aplicados neste trabalho na fase de pré-processamento. Através do conhecimento prévio das amostras, foi possível identificar cada agrupamento e, a partir disto, percebeu-se inicialmente que a falha de Descargas Parciais está sobreposta pelas Amostras Iniciais e pelas Amostras-Padrão, classificando-a como amostra sem falha, e estando compatível com a análise cromatográfica. Desta forma, a análise PCA permitiu a identificação de quatro agrupamentos: Amostras sem falhas (preto), Falha por Arco-Elétrico (azul), Falha por Sobreaquecimento da Celulose (verde) e Falha por Sobreaquecimento do Óleo (vermelho).

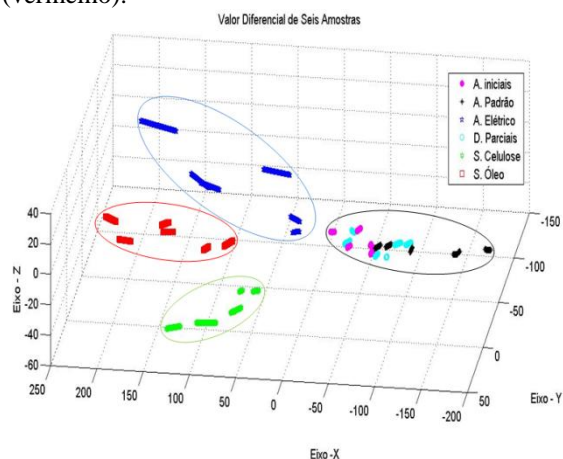


Figura 7 - Análise PCA 3D VD - grupo -1.

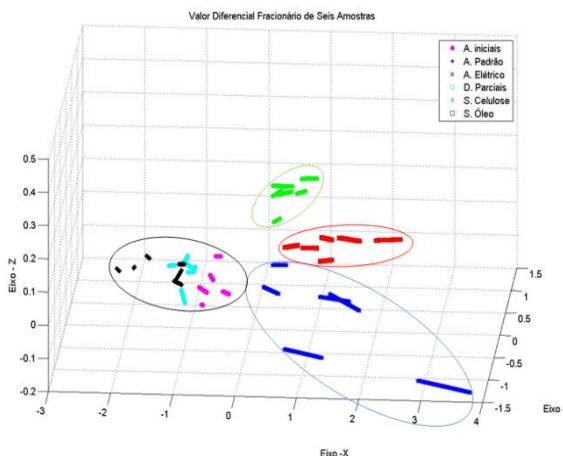


Figura 8 - Análise PCA 3D VDF - grupo -1.

É observado através do comparativo das duas figuras anteriores que o modelo VD permite distinguir melhor os agrupamentos, visualizando uma maior distância entre as nuvens de dados do grupo-1.

Isto pode ser explicado por conta do comportamento da resposta dos sensores, pois ao analisar os dados apenas pela diferença entre os instantes de estabilização ( $V^{\max} - V^{\min}$ ), a característica de análise só será influenciada pelo aumento de concentração do meio, provocado pelos gases dissolvidos no óleo. Por outro lado, o modelo VDF, além de ser diretamente proporcional ao Valor Diferencial, dependerá do instante inicial ( $V^{\min}$ ), o qual normalmente é diferente para a mesma amostra.

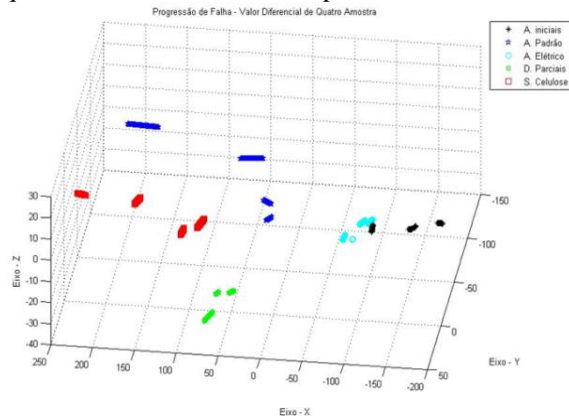


Figura 9 - Análise PCA 3D VD - grupo - 2.

Na Figura 9 apresenta-se os resultados da análise PCA do grupo 2, utilizando o modelo diferencial. Nota-se que existe semelhança entre as Figura 7 e Figura 9. A inserção do sensor TGS2611 não introduziu características que influenciassse o PCA, devido ao comportamento semelhante ao TGS813.

As falhas que envolvem a celulose podem ser confundidas com as falhas de Sobreaquecimento do óleo (Durval, 2002). Desta forma, é esperado que as amostras destes dois agrupamentos, se situem próximas em algumas situações.

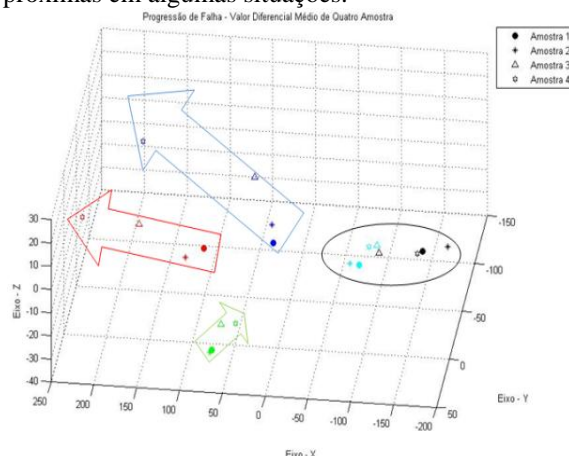


Figura 10 - Progressão das falhas PCA VD 3D - grupo - 2

Após analisar a Figura 10 e a Figura 11, observou-se que as falhas por Arco-Elétrico e por Sobreaquecimento do Óleo tendem a direções distintas com a ocorrência seguida da mesma falha.

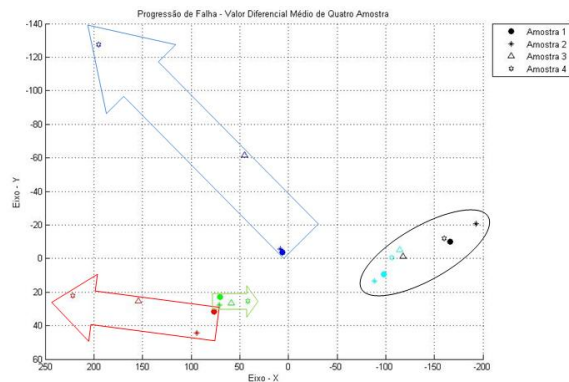


Figura 11 - Progressão das falhas PCA VD 2D - grupo - 2.

A Figura 11 representa projeção dos dados em duas dimensões. É observável que com o progresso da geração de falhas, os grupos tendem a se separar tornando o reconhecimento mais fácil, até mesmo por conta do acúmulo dos gases característicos de cada falha. É notado também que a falha de celulose aquecida progride de forma mais lenta, quando é comparada com as falhas de arco-elétrico e óleo superaquecido.

### 6.3 Aplicação da Métrica de Mahalanobis

A verificação das amostras, em relação à compatibilidade, foi realizada com a métrica de Mahalanobis. Ela foi dividida em duas análises, sendo que uma separou as amostras em dois grupos (Sem e Com falha) e outra em seis (Amostra Inicial, Amostra Padrão, Descargas Parciais, Arco Elétrico, Sobreaquecimento da Celulose e Sobreaquecimento do Óleo). O resultado desta verificação é visualizado na Tabela 2 - Resultado de Compatibilidade das Amostras.

Tabela 2 - Resultado de Compatibilidade das Amostras

Amostras		Resultado (%)						
		S.F.	C.F.	A.I.	A.P.	D.P.	A.E.	S.C.
Criadas	A.I.	100	-	60,0	-	40,0	-	-
	A.P.	100	-	33,3	50,0	16,7	-	-
	D.P.	100	-	33,3	33,3	33,4	-	-
	A.E.		100	33,3	-	-	66,7	-
	S.C.		100	-	-	-	-	100
	S.O.		100	-	-	-	-	-

S.F.: Amostras sem falhas; (centroide: das amostras A.I. e A.P.)  
 C.F.: Amostras com falhas; (centroide: das demais amostras)  
 A.I.: Amostras Iniciais;  
 A.P.: Amostra Padrão;  
 D.P.: Descargas Parciais;  
 A.E.: Arco Elétrico;  
 S.C.: Sobreaquecimento da Celulose;  
 S.O.: Sobreaquecimento do Óleo

Constatando o que foi observado nos gráficos do PCA, através das duas análises a amostra de Descargas Parciais não pode ser considerada como amostra com falhas. Mesmo considerando os dados

desta amostra no cálculo para encontrar o centróide das amostras com falhas, a métrica classificou-a sempre como amostra sem falhas. Desta forma as três primeiras amostras (A.I., A.P. e D.P.) descritas na Tabela 2 - Resultado de Compatibilidade das Amostras podem ser consideradas como amostras de óleo em degradação normal.

Ainda observando a tabela é possível constatar que a primeira análise considera todas as amostras do Arco Elétrico em falha. Porém, na segunda análise duas dessas amostras foram consideradas como Amostra Inicial. Isto é justificado pela proximidade entre os clusters.

## 7 Conclusão

Este trabalho permitiu verificar a utilização de sensores de dióxido de estanho, os quais oferecem uma alternativa interessante na análise dos gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores de potência. Foi possível através da análise PCA, verificar a formação de nuvens de dados que correspondem as seguintes falhas: sobreaquecimento de celulose, sobreaquecimento do óleo e arco elétrico.

No que diz respeito às descargas parciais, uma vez que não foi possível obter esta amostra de um transformador, houve a intenção de produzi-las em laboratório. Embora o procedimento de criação tenha sido realizado baseado conceitos teóricos de outras pesquisas, os resultados da análise cromatográfica, assim como o do próprio protótipo, classificaram a amostra como sendo amostra sem falha.

Com este estudo foi possível verificar que a identificação das falhas torna-se mais simplificada com o progresso das mesmas. Da mesma forma que para análise cromatografia (DGA), o histórico das coletas do protótipo é considerado importante para identificar com melhor precisão as falhas em evolução e para incrementar o banco de dados (novos padrões).

Uma vez que foi possível, tanto através do PCA bem como da aplicação das métricas de Mahalanobis, distinguir três das quatro falhas, os resultados foram considerados animadores. O que leva a pensar que a utilização de um maior número de sensores diferentes entre si e com melhor resposta aos gases dissolvidos no óleo possibilitará obter melhores resultados na identificação das falhas complementando as atuais técnicas de diagnóstico.

## Agradecimentos

Agradecemos à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo auxílio financeiro, à Energisa pela realização da análise cromatográfica, validando as amostras criadas em laboratório, e ao Professor Dr. Farshad Yazdani.

## Referências Bibliográficas

- Arantes, J. G.(2005); Diagnóstico de Falhas em transformadores de Potência Pela Análise de Gases Dissolvidos em Óleos Isolantes através de Redes Neurais; Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais.
- Assunção, T. C. B. N. julho 2007. Contribuição à modelagem e análise do Envelhecimento de transformadores de Potência; Universidade Federal de Minas Gerais; Minas Gerais.
- Benedet, M. E. (2008). Otimização de um analisador de gás dissolvido em óleo de múltiplos transformadores de potência. Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina.
- Cuenca, W. M. H; (2005). Caracterização dos Sinais de Descargas Parciais em Equipamentos de Alta Tensão a partir de Modelos Experimentais, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro.
- Duval, M. (2002). Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers; IEEE Electrical Insulation Magazine.
- Gardner, J. W.; Bartlett, P. N; (1994) . A brief history of electronic noses. Sensors and Actuators B; vol. 18-19; p. 211-220.
- Guardado, J. L.; Naredo, J. L.; et al.; outubro 2001. A Comparative Study of Neural Network Efficiency in Power Transformers Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis; IEEE Trans. on Power Delivery; Vol. 16; No. 4; pp. 643-647.
- IEEE. Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers; IEEE Power & Energy Society; New York; 2009.
- Milasch, M. (1984). Manutenção de transformadores em líquido isolante; Ed. Edgard Blücher; São Paulo, 1984; 4ª reimpressão 1993.
- Nogami, T.; Yokoi, Y.; et al.(1994). Gas Discrimination Method for Detecting Transformer Faults by Neural Network, IEEE World Congress on Computational Intelligence; pp. 3800 – 3805; vol.6.
- Nunes, J.; Pahlavanpour, B.; maio de 2009. Os Recentes Desenvolvimentos na Análise de Gases Dissolvidos (DGA). XIII Eriac. Argentina.
- Pena, M.C. M.; março 2003. Falhas em transformadores de potência : uma contribuição para análise, definições, causas e soluções; Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais.
- Zylka, P.; Mazurek, B.(1999). DGA system utilising semiconductor gas sensor; Proc. SPIE: Optoelectronic and electronic sensors III, 3730, 93-97.
- Zylka, P.; abril 2005. Electrochemical gas sensors can supplement chromatographybased DGA; Electrical Engineering, vol. 87, pp. 137–142.